Comité de Estudio C1 - Desarrollo de Sistemas y Economía

MODELO DE OFERTA DE UN SISTEMA ELÉCTRICO EN UN MERCADO REGIONAL

A.F. PORRAS* **O. AÑÓ**
Instituto de Energía Eléctrica
UNSJ-CONICET
Argentina

Resumen: *En los últimos años la integración regional de los mercados de energía eléctrica ha sido un asunto de relevancia significativa, tanto para los agentes particulares como para los estados. Las interconexiones internacionales han contribuido tanto al incremento de la seguridad y continuidad del suministro eléctrico de cada región, como al incremento del beneficio social de los sistemas participantes, aumentando al mismo tiempo la eficiencia global. Sin embargo, la limitada capacidad comercial de estos enlaces y la congestión de algunas redes en ciertos sistemas son herramientas que pueden ser captadas como una estrategia por un determinado sistema para maximizar su beneficio social, visto desde una perspectiva interna y externa.*

Bajo esta premisa, el propósito de este trabajo es presentar un modelo de oferta que permita maximizar el beneficio social de un sistema eléctrico que participa en un mercado regional de energía del día anterior -day ahead-, basado en subastas de oportunidad -spot- y emulando el precio de equilibrio de este mercado para un determinado periodo.

La metodología propuesta se fundamenta en el modelo de Stackelberg cuya formulación se adapta a un problema de programación binivel. Este problema se caracteriza por ser de orden jerárquico; es decir, un problema de optimización principal orientado a maximizar el beneficio social de un sistema eléctrico y, como parte de sus restricciones, un segundo problema de optimización destinado a establecer el precio de equilibrio del mercado regional, con lo cual condiciona la solución óptima. Esta metodología ha sido aplicada a un ejemplo cuyos resultados son contrastados mediante flujos óptimos de potencia en corriente continua.

Se muestra la incidencia que tienen las capacidades comerciales de interconexión en las ofertas de producción para un mercado day-ahead, así como también se indica que un sistema puede considerar a la integración eléctrica regional como una fuente atractiva de ingresos.

Palabras clave: Despacho regional, precios nodales endógenos, estrategia de oferta, modelo de Stackelberg.

1. INTRODUCCIÓN

Los beneficios económicos que se derivan de la disponibilidad del comercio de las interconexiones entre naciones comúnmente están relacionados con la mejora de la confiabilidad, la reducción de interrupciones de la demanda eléctrica, preservación del capital, eficiencia y diversidad -complementariedad- de utilización de los recursos energéticos. Bajo este contexto, se han interconectado algunos países de América, Europa, entre otros.

Por un lado, los intercambios de energía eléctrica entre naciones se derivan de acuerdos que generalmente son transacciones spot; es decir, el comercio diario se produce cuando existe disponibilidad de excedentes por parte del país vendedor, sin tener en cuenta contratos de largo plazo ni obligación de contar con capacidad de generación por parte del vendedor para abastecer al comprador en forma sistemática [1]. Por ejemplo, en

* fporras@iee.unsj.edu.ar

Norteamérica, el intercambio de energía eléctrica entre Canadá y Estados Unidos se lleva a cabo con base a acuerdos bilaterales de energía firme y no firme, así como también transacciones: de equilibrio de corto plazo, day ahead y spot [2]. Asimismo, en menor cantidad México mantiene una actividad comercial con Estados Unidos a través de acuerdos bilaterales, cuya operación se lleva a cabo de manera coordinada [3]. Además, México está interconectada con Guatemala, comercio basado en contratos firmes de energía [4]. Similarmente, en Suramérica el comercio transfronterizo se produce en países que conforman la Comunidad Andina de Naciones y el Mercado Común del Sur, siendo su principal forma de comercio las transacciones spot, llevadas a cabo por los operadores de los sistemas eléctricos en el marco de acuerdos bilaterales sobre precios y volumen. Para esta región se han diseñado modelos bilaterales, tales como: contratos con garantía de suministro, venta al costo más un margen de ganancia, oferta por el vendedor y pago al precio spot del sistema comprador, despacho coordinado, entre otros.

Por otra parte, están los mercados regionales con un mayor grado de compatibilización de acuerdos técnicos y comerciales para determinar los intercambios de energía eléctrica entre diferentes sistemas. Tal es el caso del Mercado Eléctrico Regional -MER-, el cual se caracteriza por ser un mercado superpuesto y contar con una regulación regional propia e independiente de las regulaciones de los países mencionados. Los intercambios de corto plazo se basan en un despacho regional coordinado con los despachos económicos nacionales y con contratos de compra y venta de energía entre los agentes del mercado por medio de contratos de corto y largo plazo. En este sentido, adicionalmente está la Unión Europea, siendo la armonización de reglas la punta de lanza que fomenta un mercado competitivo supranacional. Su despacho de electricidad se basa en bolsas de energía, cuyo resultado comercial se compatibiliza iterativamente con las restricciones técnicas de red -redespachos-. Los actores del comercio transfronterizo son: oferta y demanda, quienes buscan la eficiencia de la capacidad de las interconexiones entre los participantes del mercado regional. Para el efecto, utilizan dos métodos de manejo de la congestión denominados: subastas explícitas e implícitas [5].

Si bien las interconexiones surgen de acuerdos que son delimitados a estrategias negociadas entre las autoridades de los países y se materializan acorde transacciones spot, las cuales para la mayoría de los mercados eléctricos se negocian day ahead [5], la tendencia para maximizar el beneficio social es que los intercambios de energía se deriven de un modelo de operación regional y se enmarque en ámbitos competitivos; es decir, tanto generadores como consumidores oferten un precio y cantidad de energía de producción y consumo para cada hora del día siguiente [6] ante un gestor, quien mediante un procedimiento claramente establecido determine el precio de cierre del mercado. No obstante, a cambio del incremento del beneficio social de los países involucrados y debido a la disponibilidad y congestión de las redes eléctricas, el beneficio social de una nación puede tener variaciones. Desde esta perspectiva, el propósito de este artículo es presentar un modelo de oferta en el contexto regional a fin de que incrementar el beneficio social de un sistema en particular, garantizando el abastecimiento de energía eléctrica y comportándose en determinados periodos como exportador o importador.

La organización de este documento es la siguiente. La primera sección hace una introducción general respecto de la forma en que se realizan los intercambios entre naciones. En la segunda sección se expone la formulación propuesta, incluyendo el algoritmo que resulta para enfrentar el problema. En la tercera sección se demuestra la aplicación de la metodología propuesta a un pequeño sistema de estudio exponiéndose el análisis de los resultados obtenidos en forma de tablas y gráficos. En la última sección se presentan las conclusiones más relevantes de la metodología presentada.

2. MODELO PROPUESTO

El objetivo de un sistema eléctrico es maximizar su beneficio, más aun si éste se encuentra interconectado, mientras que el objetivo de un mercado regional es maximizar el beneficio social de los sistemas eléctricos participantes. En este sentido, considerando la factibilidad e interdependencia de las decisiones, las cuales se alteran mutua y secuencialmente según las decisiones del sistema eléctrico y las acciones consideradas del operador regional que persigue objetivos similares, se adopta el modelo de Stackelberg [7], el cual se enmarca en un problema de optimización binivel que se detalla en la sección 2.1.

Los datos requeridos para el procedimiento establecido son las curvas de oferta de los generadores y los costos de déficit de cada sistema. Las principales hipótesis consideradas son: *a)* demanda inflexible de los sistemas interconectados, *b)* sistema eléctrico estratégico que puede ejercer poder de mercado en un contexto regional ya sea por un gran número de unidades de generación de diversa tecnología y/o bajo costos de producción y por

aquellas unidades de generación ubicadas adecuadamente en la red eléctrica, *c)* los sistemas eléctricos no estratégicos mantienen fijas sus ofertas, las cuales se basan en sus costos marginales, *d)* los productores son tomadores de precio -price-taker- en un mercado regional de tipo pool y *e)* existencia de un Operador de Mercado Regional.

Por otro lado, es importante señalar que durante la operación de los sistemas eléctricos pueden ocurrir contingencias relacionadas a fallas de equipos. En la modelación de fallas es ampliamente aceptado que el tiempo entre dos fallas consecutivas y el tiempo de reparación de una falla estén caracterizados por distribuciones exponenciales, las cuales, respectivamente, se determinan por el tiempo medio de falla -MTTF- y el tiempo medio de reparación -MTTR-, derivados de los datos históricos. Para establecer una estrategia de oferta que trate de acoplarse a los estados de operación más probables de la materialización del proceso de equilibrio de mercado, como hipótesis se considera que el MTTR es superior a 24 horas, periodo usualmente empleado en las transacciones day ahead; es decir, la tasa de reparación se omite [8].

2.1. Formulación binivel

Acorde los lineamientos establecidos en [9] [10], el problema de optimización binivel se formula a través de un problema principal que está restringido por otro, denominado secundario. La interdependencia entre estos dos problemas se da por el precio de oferta, ya que para el principal es una variable de decisión y para el secundario es un parámetro. Matemáticamente esto se formula de la siguiente manera:

$$\max\left\{\sum_t \pi_k \sum_k \left[\sum_r F_1\left(Pdef_{r,t}^k, \lambda_{r,t}^k\right) + \sum_i F_2\left(Pg_{i,b,t}^k, \lambda_{i,t}^k\right)\right]\right\} \qquad \forall b \in i, \forall (i,r) \in A \tag{3.1}$$

s. a.

$$\begin{aligned} \rho_{i,b,t} &\geq 0 && \forall b = 1, \forall i \in A \\ \rho_{i,b,t} &\geq \rho_{i,(b-1),t} && \forall i \in A \end{aligned} \tag{3.2}$$

$$G_2\left(Pg_{ib,t}^k\right) \leq 0 \qquad \forall i \in A \tag{3.3}$$

$$\min\left\{\sum_t \left[\sum_{i,b} f_1\left(\rho_{i,b,t}, Pg_{i,b,t}^k, ENS_{r,t}^k\right) + \sum_{j,b} f_2\left(\rho_{j,b,t}, Pg_{j,b,t}^k, ENS_{m,t}^k\right)\right]\right\}, \forall b \in (i,j), \forall (i,r) \in A, \forall (j,m) \in AA, \forall k \tag{3.4}$$

s.a.

$$fp\left(Pg_{i,b,t}^k, Pdef_{r,t}^k, Pg_{j,b,t}^k, Pdef_{m,t}^k, \theta_{n,t}^k\right) = 0 \qquad : \lambda_{n,t}^k \qquad \forall i, \forall j, \forall (r,m) \in n, \forall n, \forall t, \forall k \tag{3.5}$$

$$Pg_{i,b,t}^k \leq Pg_{i,b}^{\max} \qquad : \xi_{i,b,t}^{k,\max} \qquad \forall i \in A, \forall t \tag{3.6}$$

$$Pg_{j,b,t}^k \leq Pg_{j,b}^{\max} \qquad : \xi_{j,b,t}^{k,\max} \qquad \forall j \in AA, \forall t \tag{3.7}$$

$$z^{\min} \leq z^k\left(\theta_{n,t}^k\right) \leq z^{\max} \qquad : \mu_{z,t}^{k,\min}, \mu_{z,t}^{k,\max} \qquad \forall n \tag{3.8}$$

$$Pg_{ib,t}^k, Pg_{jb,t}^k, Pdef_{r,t}^k, Pdef_{m,t}^k \geq 0 \tag{3.9}$$

El **problema principal** comprende las ecuaciones (3.1)-(3.3) y se conoce como *problema líder*. La ecuación (3.1) tiene como objetivo maximizar el beneficio social de un sistema eléctrico estratégico, denominado con la letra A. Esta función objetivo se calcula para un determino periodo *t*, tomando en cuenta cada *k*-ésimo estado de operación que es afectado por la respectiva probabilidad de ocurrencia -π_k-; y, consta de dos partes:

i. Excedente de la demanda, F_1, compuesto por el producto de la diferencia entre: *a)* la demanda y el déficit - $Pdef_{r,t}^k$- y *b)* la resta del costo de déficit y el precio nodal -$\lambda_{r,t}^k$- que resulta del equilibrio del mercado.
ii. Excedente de la oferta, F_2, constituido por el producto entre la potencia generada -$Pg_{ib,t}^k$- y la diferencia del precio nodal -$\lambda_{i,t}^k$- que resulta del equilibrio del mercado- y costo marginal de cada generador.

En lo que concierne a las restricciones del líder, éstas se conforman por:

La ecuación (3.2) modela que el precio de oferta sea positivo y monótonamente creciente [10]. La función G_2 de (3.3) modela las restricciones de rampa de subida y bajada para cada unidad generadora y considerando el *k*-ésimo estado de operación del sistema [10]. Estas desigualdades surgen debido a que en algunos generadores -especialmente unidades térmicas- los rápidos cambios e incrementos en la producción de energía eléctrica pueden acrecentar los costos de mantenimiento, condición que puede darse cuando los precios son altos, con lo

cual los operadores de las unidades generadoras se ven tentados a omitir restricciones de las capacidades de rampa -de subida y bajada- y, con ello, provocar incrementos de los ingresos en el corto plazo a cambio de dilataciones de los costos futuros de mantenimiento [11] [12]. Sin embargo, en algunos casos las restricciones de rampa no son vinculantes ya que algunos generadores disponen de rampas muy grandes.

La última restricción del problema líder es (3.4)-(3.9), siendo este el **problema secundario** al cual se denomina *problema seguidor* y representa el proceso de cierre del mercado regional, mediante el cual el operador del mercado determina *i)* ofertas de producción que se aceptan y *ii)* precio de cierre de mercado al que se paga a los productores y que han de pagar los consumidores. La ecuación (3.4) plantea la función objetivo del operador regional, que es maximizar el beneficio regional, tanto del sistema A como del sistema no estratégico -AA-. Dado que en el presente artículo se considera la demanda inflexible, dicho beneficio comprende la minimización de los costos de operación -f_1 y f_2- para cada *k*-ésimo estado de funcionamiento del sistema. Note que en esta función objetivo se toma en cuenta la confiabilidad del servicio a través de la valoración del perjuicio económico que sufren los clientes ante una interrupción del suministro –Energía No Suministrada, ENS-

Basado en un modelo de flujos óptimos de potencia en DC, las restricciones del problema seguidor son:

1. *Balance nodal.*- A través de (3.5) se emula un flujo de potencia. Su variable dual -multiplicador de Lagrange- está ubicada junto a dicha ecuación y permite obtener precios para cada nodo. Para que el balance nodal converja se debe establecer un nodo de referencia -slack-.

Análogamente, los costos asociados con las restricciones de desigualdad se evalúan a través de los multiplicadores de Lagrange, definidos junto a las siguientes desigualdades:

2. *Límites de bloques de generación.*- Mediante (3.6) y (3.7) se limitan los bloques de generación de los sistemas estratégicos y no estratégicos, respectivamente.
3. *Límites de capacidad.*- Con (3.8) se consideran los límites del flujo z de las líneas de transmisión del sistema regional.

Mediante (3.9) se consideran las restricciones de no negatividad del seguidor.

2.2. Modelo equivalente

Consiste en transformar el modelo propuesto en la sección 2.1 en un problema de *Programación Lineal Entera Mixta* -PLEM- de un solo nivel mediante la metodología detallada en [7] [9] [10] [13], cuyo procedimiento, en términos generales, se sintetiza de la siguiente manera:

i. El *seguidor* se remplaza por condiciones de optimalidad primal-dual, que es un conjunto de las siguientes ecuaciones:

Restricciones del primal:

$$\text{Consiste de: (3.5)-(3.9)} \quad (3.10)$$

Restricciones del dual:

$$\rho_{ibt} \geq \lambda_{it}^{k} - \xi_{ibt}^{k,\max} \quad \forall i \in A, \forall b \in i, \forall t, \forall k \quad (3.11)$$

$$\rho_{jbt} \geq \lambda_{jt}^{k} - \xi_{jbt}^{k,\max} \quad \forall j \in AA, \forall b \in j, \forall t, \forall k \quad (3.12)$$

$$\lambda_{rt}^{k} \leq voll_{r} \quad \forall r \in A, \forall t, \forall k \quad (3.13)$$

$$\lambda_{mt}^{k} \leq voll_{m} \quad \forall m \in A, \forall t, \forall k \quad (3.14)$$

$$d\theta\left(\lambda_{n,t}^{k}, \mu_{z,t}^{k,\max}, \mu_{z,t}^{k,\min}\right) = 0 \quad \forall n, \forall t, \forall k \quad (3.15)$$

$$\lambda_{nt}^{k} : \text{no restringida.} \quad \xi_{ib,t}^{k,\max}, \xi_{jb,t}^{k,\max}, \mu_{z,t}^{k,\max}, \mu_{z,t}^{k,\min} \geq 0 \quad (3.16)$$

Propiedad de dualidad fuerte:

$$\sum_{t}\left[\sum_{i,b} f_1\left(\rho_{i,b,t}, Pg_{i,b,t}^{k}, ENS_{r,t}^{k}\right) + \sum_{j,b} f_2\left(\rho_{j,b,t}, Pg_{j,b,t}^{k}, ENS_{m,t}^{k}\right)\right] = \sum_{t} F'\left(\lambda_{n,t}^{k}, \xi_{i,b,t}^{k,\max}, \xi_{j,b,t}^{k,\max}, \mu_{z,t}^{k,\max}, \mu_{z,t}^{k,\min}\right) \quad (3.17)$$

Las ecuaciones (3.1)-(3.3) y (3.10)-(3.17) constituyen un problema estocástico denominado en la literatura como EPEC - Equilibrium Programs with Equilibrium Constraints- [7] [9], que es de naturaleza no convexa y no lineal. Cabe indicar que las ecuaciones (3.10)-(3.15) son lineales; mientras que (3.17) considera el término bilineal $f_1'(\rho_{i,b,t}, Pgib_{,t}^{k})$, el cual puede ser aproximado mediante *expansión binaria* sobre la variable de decisión $\rho_{i,b,t}$. Esta representación se muestra en la ecuación (3.18), resaltando que la variable binaria R_{wibt} representa cada estrategia discreta de $\rho_{i,b,t}$, así como

también se destaca que el número de variables binarias requeridas es $w1=log_2(\chi)$ [13] [9], donde χ es el número de discretizaciones del precio de oferta.

$$\rho_{ib,t} = \rho_{ib,t}^{\min} + \Delta\rho_{ib,t}\sum_{w=0}^{w1} 2^w R_{wib,t} \qquad \text{donde:} \quad \Delta\rho_{ib,t} = \frac{\rho_{ib,t}^{\max} - \rho_{ib,t}^{\min}}{\chi} \tag{3.18}$$

ii. Considerando (3.18) en la ecuación (3.17) se obtiene:

$$\sum_t \left[\sum_{i,b} f_1\left(Pg_{i,b,t}^k, ENS_{r,t}^k, R_{wib,t}\right) + \sum_{j,b} f_2\left(\rho_{j,b,t}, Pg_{j,b,t}^k, ENS_{m,t}^k\right) \right] = \sum_t F'\left(\lambda_{n,t}^k, \xi_{i,b,t}^{k,\max}, \xi_{j,b,t}^{k,\max}, \mu_{z,t}^{k,\max}, \mu_{z,t}^{k,\min}\right) \tag{3.19}$$

iii. En (3.19) se origina el producto no lineal $S_{w,i,b,t}^k = R_{w,i,b,t} Pg_{i,b,t}^k$, el cual se modela a través de la *formulación disjunta lineal entera-mixta*, que es: si $R_{w,i,b,t}=0$ entonces $S_{w,i,b,t}^k=0$, caso contrario si $R_{w,i,b,t}=1$ entonces $S_{w,i,b,t}^k = Pg_{i,b,t}^k$. Esto se indica en la siguiente restricción, en donde M^r es el valor máximo entre el costo marginal del bloque *b* de la unidad *i* y el costo de déficit.

$$\begin{aligned} & 0 \le Pg_{i,b,t}^k - S_{w,i,b,t}^k \le M^r\left(1 - R_{w,i,b,t}\right) \\ & 0 \le S_{w,i,b,t}^k \le M^r R_{w,i,b,t} \end{aligned} \tag{3.20}$$

iv. Debido a que las funciones F_1 y F_2 de (3.1) son no convexas, se deriva una expresión lineal empleando algunas condiciones de Karush Kuhn Tucker -KKT-.

Finalmente, el PLEM que se determina es:

$$\max\left\{ \sum_t \pi_k \sum_k \left[\sum_r F_1'\left(\lambda_{r,t}^k\right) + \sum_i F_2'\left(Pg_{i,b,t}^k\right) + F_2''\left(S_{w,i,b,t}^k\right) + F_2'''\left(\xi_{i,b,t}^{k,\max}\right) \right] \right\} \tag{3.21}$$

Sujeto a

$$\begin{aligned} & \rho_{i1,t}^{\min} + \Delta\rho_{i1,t}\sum_{w=0}^{w1} 2^w R_{wi1,t} \ge 0 \\ & \rho_{ib,t}^{\min} + \Delta\rho_{ib,t}\sum_{w=0}^{w1} 2^w R_{wib,t} \ge \rho_{i(b-1),t}^{\min} + \Delta\rho_{i(b-1),t}\sum_{w=0}^{w1} 2^w R_{wi(b-1),t} \end{aligned} \tag{3.22}$$

Límites de rampa: (3.3) (3.23)

Restricciones primal: (3.10) (3.24)

Restricciones dual: (3.11)-(3.16) (3.25)

Propiedad de dualidad fuerte: (3.19) (3.26)

Formulación disjunta lineal entera-mixta: (3.20) (3.27)

Expansión binaria: (3.18) (3.28)

$$\rho_{ib,t}^{\min} + \Delta\rho_{ib,t}\sum_{w=0}^{w1} 2^w R_{wib,t} \le \rho_{ib,t}^{\max} \tag{3.29}$$

3. EJEMPLO NUMÉRICO

Para ilustrar la efectividad del método propuesto, se ha seleccionado un pequeño sistema ejemplo, extraído de [14].

3.1. Datos del Sistema

El diagrama unifilar del sistema interconectado se muestra en la Fig. 3.1. Este sistema consta de dos áreas -sistema estratégico y no estratégico- interconectadas mediante una línea de transmisión. La reactancia de las líneas, internas y de interconexión, es de 0,13 p.u. sobre la base de 100 MVA. Todas las líneas disponen de una amplia capacidad de transmisión, a excepción de: Línea2, Línea5 e Interconexión, las cuales tienen una capacidad de 50 MW. Las características de los generadores se detallan en la Tabla I y sus curvas de oferta en la Fig. 3.2. Respecto de las capacidades de rampa, se adopta que todas las unidades pueden incrementar de cero a su capacidad nominal en un tiempo menor que el periodo bajo análisis. Si bien las curvas de oferta de los generadores del Área 2 presentan precios más altos que el Área 1 -sistema que *a priori* es exportador neto-, la condición que G_4 sea competitivo con G_3 permitiría que el Área 1 se comporte también como importador en determinadas horas.

La evolución de la demanda se expone en la Tabla II y se ilustra en la Fig. 3.3, observándose que las demandas máximas del área 1 y 2 ocurren en periodos distintos. Los datos de confiabilidad se detallan en la Tabla III y el costo de déficit para cada sistema es de 1000 $/MWh.

TABLA I CAPACIDAD DE LOS GENERADORES

Características	Área 2					
	G_1	G_2	G_3	G_4	G_5	G_6
Potencia máxima (MW)	100	100	100	100	100	100

TABLA II DATOS DE LA DEMANDA HORARIA

Periodo *t*	*1*	*2*	*3*	*4*
D3 (MW)	100	240	160	110
D6 (MW)	110	160	240	100

TABLA III DATOS DE CONFIABILIDAD

Estado	Falla equipo	MTTF	$Pr(E^k)$
S_0	Intacto	-	0,97
S_1	G_3	400h	0,01
S_2	$Línea_6$	200h	0,02

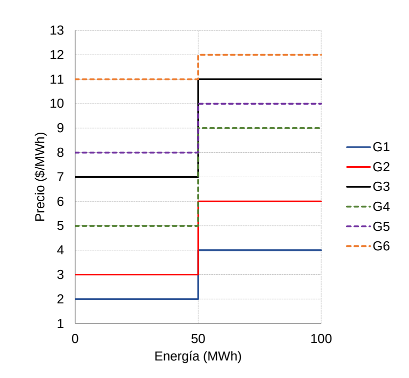


Fig. 3.2 Curvas de oferta de producción

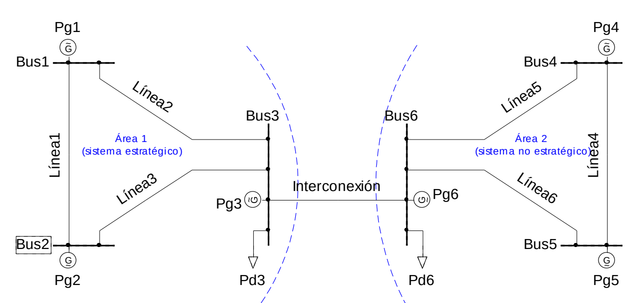


Fig. 3.1 Sistema de prueba

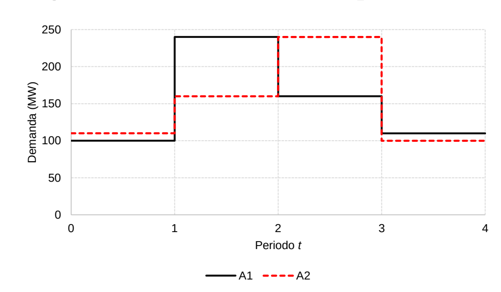


Fig. 3.3 Evolución de la demanda regional

3.2. Resultados

Las simulaciones se realizaron en CPLEX 12.3.0 bajo entorno GAMS [15]. El análisis de los resultados obtenidos considera: i) un primer caso en donde el sistema estratégico oferta a costos marginales -simulación solo del problema seguidor-, ii) un segundo caso que contempla los datos presentados en la sección 3.1; y finalmente iii) un tercer caso que abarca un modelo de oferta cuyos sistemas disponen de líneas de transmisión descongestionadas, a excepción del vínculo de interconexión; este último caso permite asociar el efecto de las líneas internas en el modelo de oferta. Esto es: Caso 0, 1 y 2, respectivamente.

Bajo esta premisa, se presentan los precios de oferta del Caso 1 en la Tabla IV y del Caso 2 en la Tabla V. Se observa que en determinados periodos los precios concuerdan con los costos marginales, mientras que en otros las ofertas resultantes es al valor del costo de déficit -VOLL por sus siglas en inglés-. Estos precios surgen a razón de que existe la probabilidad de falla de algún componente del sistema -Área 1 y Área 2-. Se nota también que en el Caso 1 existen más ofertas a precio de VOLL respecto del Caso 2, esta condición se debe a que en el sistema del Área 1 se verifican líneas congestionadas.

TABLA IV ESTRATEGIA DE OFERTA DE PRECIOS DEL ÁREA 1 (CASO 1)

t	**G1 ($/MWh)**		**G2 ($/MWh)**		**G3 ($/MWh)**	
	b1	**b2**	**b1**	**b2**	**b1**	**b2**
1	2	1000	3	1000	7	1000
2	1000	1000	3	6	7	11
3	1000	1000	3	1000	1000	1000
4	2	1000	3	1000	7	1000

TABLA V ESTRATEGIA DE OFERTA DE PRECIOS DEL ÁREA 2 (CASO 2)

t	**G1 ($/MWh)**		**G2 ($/MWh)**		**G3 ($/MWh)**	
	b1	**b2**	**b1**	**b2**	**b1**	**b2**
1	2	4	3	1000	1000	1000
2	2	4	3	6	7	11
3	2	4	3	6	1000	1000
4	2	4	3	1000	1000	1000

En la Fig. 3.4 se ilustra el flujo de potencia de la interconexión, mostrando que en el primer y cuarto periodo el intercambio es el mismo ante demanda mínima de cada sistema. En el segundo periodo se observa en el Caso 1 que el Área 1, en demanda máxima, incrementa su importación a fin de beneficiarse de la producción económica del Área 2, el cual opera a demanda media. Mientras que en el Caso 2 el Área 1 cambia a exportador, intentando

ubicar sus producción en el Área 2. Adicionalmente, para asistir la demanda máxima del Área 2 en el tercer periodo la exportación del Área 1 disminuye, en el Caso 1 y 2, debido al comportamiento estratégico que determina el modelo, esto es el incremento de precios por encima de sus costos marginales.

En la Fig. 3.5 se presenta el precio nodal de la demanda del Área 1, observándose que en el primer y cuarto periodo los precios son casi iguales. En el segundo periodo el precio disminuye debido al comportamiento estratégico del Área 1; es decir, en el Caso 1 incrementa el precio para importar energía, mientras que en el Caso 2 mantiene sus precios a costos marginales buscando colocar su producción en la exportación. En el tercer periodo el precio aumenta debido a que el Área 1 incrementa su oferta cuando el Área 2 opera a demanda máxima -Caso 1-; en cambio, en el Caso 2 disminuye el precio en virtud de que, si bien existe la probabilidad de falla de ciertos equipos, las redes del sistema disponen de una vasta capacidad, con lo cual el modelo determina que el Área 1 se comporte como exportador. Asimismo, en la Fig. 3.6 se ilustra el comportamiento del precio nodal del Área 2. Obsérvese en dicha figura que los precios del primer y cuarto periodo concuerdan. De igual manera, en el segundo periodo los precios del Caso 1 y 0 coinciden, a excepción del precio del Caso 2. En cambio, en el tercer periodo los precios en los casos analizados difieren, ya que en el Caso 1 los precios son elevados debido a que el Área 1 oferta tomando en cuenta que el Área 2 está expuesta a falla. Note también, que lo mismo sucede en el Caso 2; sin embargo, el precio se contrae debido a que las redes del Área 2 tienen suficiente capacidad.

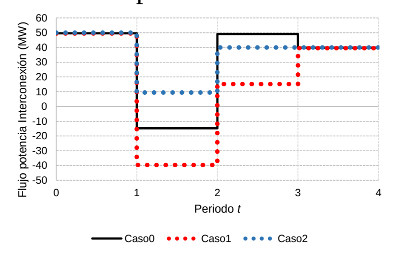


Fig. 3.4 Flujo de la interconexión

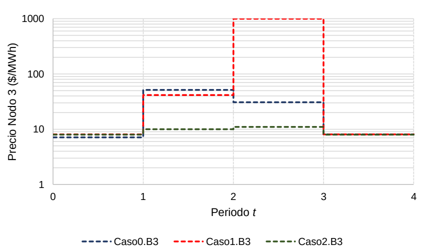


Fig. 3.5 Precio nodal del Área 1

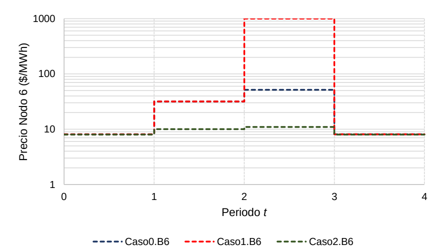


Fig. 3.6 Precio nodal del Área 2

Por otra parte, en la Fig. 3.7 se presentan la evolución de las Rentas Variables de Transmisión -RVT- de la interconexión, en donde se puede notar que debido al comportamiento estratégico del Área 1 la RVT disminuye en el Caso 1, mientras que en el Caso 2 se cancelan tales ingresos. En cambio, según se muestra en la Fig. 3.8, este comportamiento estratégico hace que disminuyan las RVTs del Área 1 e incrementen las del Área 2.

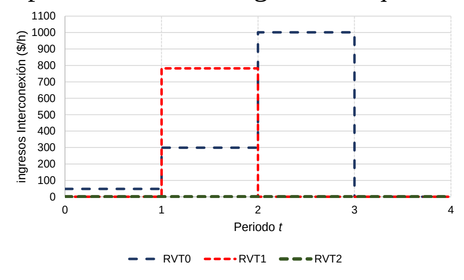


Fig. 3.7 RVT Interconexión

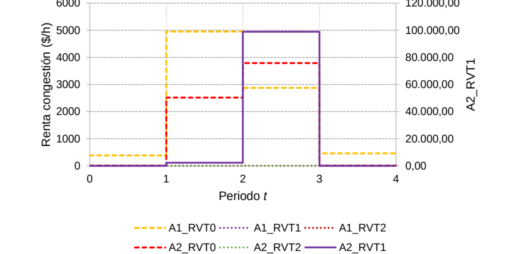


Fig. 3.8 RVTs de cada sistema

Para finalizar, en la Tabla VI se sintetizan los valores obtenidos de los excedentes de la oferta y demanda. Al respecto, se observa que en el Caso 1 los excedentes de la oferta del Área 1 incrementan a cambio de la disminución de los excedentes de su demanda. Nótese también que, debido al comportamiento estratégico del Área 1, los excedentes de la oferta del Área 2 incrementan en menor magnitud que los del Área 1; asimismo, disminuyen en mayor medida los excedentes de la demanda del Área 2 -contrastados con el Área 1-.

Tabla VI Resumen de excedentes

Resumen	**Ex. Oferta ($/h)**						**Ex. Demanda ($/h)**		**B. Social ($)**		**B. Social ($/h)**
	Pg1	**Pg2**	**Pg3**	**Pg4**	**Pg5**	**Pg6**	**A1**	**A2**	**A1**	**A2**	**Total**
Caso 0	0	3.594	6.069	439	607	5.178	589.402	589.138	599.065	595.361	1.194.427
Caso 1	25.612	104.764	53.626	441	47.486	100.880	434.697	362.720	618.699	511.527	1.130.225
Caso 2	2.500	1.700	147	1.000	300	0	604.160	604.080	608.507	605.380	1.213.887
ΔEx10	**25.612**	**101.170**	**47.557**	2	46.880	95.701	**-154.705**	-226.418	**19.633**	-83.835	**-64.202**
ΔEx20	2.500	-1.894	-5.922	561	-307	-5.178	14.758	14.942	9.442	10.019	19.460

Además, se observa que la variación del beneficio social del Área 1 es mayor a la del Área 2. No se emite un análisis del Caso 2 debido a que las redes internas de los sistemas están descongestionadas en relación a ciertas redes congestionadas del Caso 0.

4. CONCLUSIONES

Se ha desarrollado un modelo de oferta para un sistema eléctrico que participa en un mercado regional a través de curvas de oferta. Este modelo considera la red de transmisión y el efecto que tienen las fallas de los equipos. La formulación del modelo se enmarca en un problema de programación lineal entera mixta, de la cual se resalta el hecho de que los precios que se determinen estratégicamente están acotados por la disposición máxima a pagar por el servicio eléctrico de cada sistema; es decir, por el costo de la energía no suministrada.

De los resultados obtenidos, se verifica el incremento del beneficio social del sistema estratégico a cambio de la disminución de otros sistemas que interactúan en el mercado regional. También se corrobora que el comportamiento estratégico provoca una disminución del beneficio social de la región, variaciones de las rentas de congestión en cada sistema eléctrico, así como también disminución de las rentas de congestión de las interconexiones eléctricas.

Actualmente se trabaja en expandir la investigación a una metodología que permita encontrar equilibrios de oferta ante la situación que todos los actores -naciones o sistemas- miembros de un mercado regional se comporten estratégicamente.

Parece de interés expandir la formulación propuesta tomando en cuenta un enfoque descentralizado.

5. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

[1] M. Ibarburu, "Acuerdos de comercio internacional spot de electricidad," 2012.

[2] F. o. A. Scientists. (2014). *Canada-U.S. Relations*. Available: http://fas.org/sgp/crs/row/96-397.pdf

[3] H. G. Sarmiento and M. A. Avila Rosales, "Issues associated with international power grid interconnections in Mexico," in *Transmission and Distribution Conference and Exposition, 2010 IEEE PES*, 2010, pp. 1-6.

[4] M. A. Avila Rosales and H. G. Sarmiento, "Integrating the Electricity Markets in United States, Mexico and Central America," in *Power and Energy Society General Meeting, 2010 IEEE*, 2010.

[5] J. L. Ríos, J. L. Rapún, G. Relaño, and A. S. Chiarri, "Mercados de electricidad en Europa," in *Los nuevos mercados energéticos*, 2011, pp. 97-144.

[6] K. Imran and I. Kockar, "A technical comparison of wholesale electricity markets in North America and Europe," *Electric Power Systems Research*, vol. 108, pp. 59-67, 2014.

[7] S. A. Gabriel, A. J. Conejo, J. D. Fuller, B. F. Hobbs, and C. Ruiz, *Complementarity modeling in energy markets* vol. 180: Springer, 2012.

[8] A. J. Conejo, M. Carrión, and J. M. Morales, *Decision making under uncertainty in electricity markets* vol. 153: Springer, 2010.

[9] D. Pozo and J. Contreras, "Finding Multiple Nash Equilibria in Pool-Based Markets: A Stochastic EPEC Approach," *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 26, pp. 1744-1752, 2011.

[10] C. Ruiz and A. J. Conejo, "Pool Strategy of a Producer With Endogenous Formation of Locational Marginal Prices," *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 24, pp. 1855-1866, 2009.

[11] J. Šumbera, "Modelling generator constraints for the self-scheduling problem," 2011.

[12] J. Lu, G. Zhang, Y. Gao, and G. Zhang, "A Bilevel Optimization Model and a PSO-based Algorithm in Day-ahead Electricity Markets," 2009.

[13] M. V. Pereira, S. Granville, M. H. C. Fampa, R. Dix, and L. A. Barroso, "Strategic bidding under uncertainty: a binary expansion approach," *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 20, pp. 180-188, 2005.

[14] A. Ahmadi-Khatir, A. J. Conejo, and R. Cherkaoui, "Multi-Area Energy and Reserve Dispatch Under Wind Uncertainty and Equipment Failures," *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 28, pp. 4373-4383, 2013.

[15] R. E. Rosenthal, "GAMS—A User's Guide " in *GAMS Development Corporation* ed. Washington, DC, USA, 2011.